

## *“III Congreso Argentino de Energías Sustentables”*

Facultad Regional Bahía Blanca, Universidad Tecnológica Nacional.

Universidad Nacional del Sur.

Universidad Nacional del Comahue.

### **Simulación de Estelas en Parques Eólicos mediante Modelos Analíticos**

Lazzari, Florencia\* y Otero, Alejandro<sup>(1)</sup>

*Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires.*

*flor.lazzari@hotmail.com*

*(1) Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires.*

*(1) Centro de Simulación Computacional, CONICET*

*alejandro.otero@csc.conicet.gov.ar*

#### **RESUMEN.**

La generación de energía eólica no tiene control sobre la inyección de energía hacia la red, ya que depende de las condiciones meteorológicas instantáneas. Sin embargo, con ayuda de pronósticos de producción de energía se pueden prever posibles variaciones en la generación, posibilitando una mejor gestión de la red. A medida que el aire fluye a través de una turbina eólica y se extrae energía de ella, el aire se desacelera y la intensidad de la turbulencia aumenta (región de estela). En parques eólicos, las turbinas se perturban a través de sus estelas. La reducción de la velocidad del viento afecta el rendimiento de las turbinas aguas abajo haciendo que las estelas sean responsables de pérdidas en la producción de energía. Por lo tanto, una parte importante de los pronósticos de potencia eólica es poder evaluar los efectos de estela. Existen distintos métodos para simular el efecto de estela, los modelos analíticos representan la aerodinámica en el entorno de las turbinas eólicas basándose en principios de conservación y son los más utilizados en pronósticos operativos de potencia por ser la opción más económica en cuanto a recursos computacionales. El objetivo de este trabajo fue implementar distintos modelos analíticos de estela y métodos de interacción de estelas y comparar los resultados con mediciones del parque operativo Rawson y de túnel de viento. Se encontró que el déficit de velocidad en la estela predicha por el modelo analítico gaussiano más novedoso replica mejor al fenómeno medido que los modelos de escalón. Además, el método de superposición de estela dominante aproxima muy bien a las mediciones. Y, cuando se trata de estimar la potencia eléctrica, los modelos analíticos reproducen correctamente el efecto de estela observado en mediciones de campo.

**Palabras Claves:** Energía Eólica, Modelos Analíticos de Estelas, Eficiencia del Parque.

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Modelos Analíticos de Déficit

Existen distintos enfoques para estudiar el flujo atmosférico atravesando un parque eólico. Por un lado, se pueden utilizar técnicas de fluidodinámica computacional como LES (Large Eddy Simulation) y RANS (Reynolds Averaged Navier Stokes) (Sumner et al [1]; Hewitt et al.[2]). Sin embargo, estas técnicas, si bien de alta precisión, son de un costo computacional elevado, por lo que en la práctica son imposibles de implementar en pronósticos operativos o en modelos de optimización para el planeamiento de futuros proyectos o el control de los mismos. Estas opciones solamente resultan viables para obtener soluciones precomputadas en modo no operativo.

La alternativa para ahorrar recursos computacionales es utilizar modelos analíticos, en los cuales la estela es descrita a partir de leyes de conservación, sin la necesidad de resolver las ecuaciones diferenciales de la fluidodinámica. Se han propuesto diversos modelos de este tipo, que se diferencian en las hipótesis planteadas para la representación del rotor. Estas simplificaciones implican una pérdida de precisión pero una importante reducción del costo computacional. Estos modelos en general tienen validez en lo que se denomina estela lejana de la turbina que la produce (aproximadamente 5 diámetros aguas abajo) y se pueden utilizar para generar las condiciones de entrada a turbinas siguientes. Se han propuesto diferentes modelos analíticos de estelas a lo largo del tiempo. Lo que hacen los distintos modelos es describir el déficit de viento generado por la turbina. El déficit viene dado por la diferencia entre el viento aguas arriba  $u_\infty$  y en la estela (en inglés *wake*,  $u_W$ ):

$$\frac{\Delta u}{u_\infty} = \frac{u_\infty - u_W}{u_\infty} \quad (1)$$

Jensen (1983)[3] fue uno de los primeros, con un modelo que toma a la estela como un déficit de viento constante en el campo de velocidades el cual derivó utilizando únicamente la ley de conservación de masa. A continuación se presenta la ecuación utilizada para el cálculo del déficit aguas abajo.

$$\frac{\Delta u}{u_\infty} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{\left(1 + \frac{2kx}{d}\right)^2} \quad (2)$$

donde  $k$  es el coeficiente de expansión de la estela (en este trabajo se utilizó  $k = 0.075$ , siendo este el valor recomendado por la literatura),  $d$  es el diámetro y  $C_T$  es el coeficiente de empuje de la turbina.

Más adelante Frandsen et al. (2006)[4] propuso una mejora al modelo de estela al incorporar como hipótesis la conservación de cantidad de movimiento. Donde el diámetro de la estela  $d_W$  depende de dos factores  $\alpha$  y  $\beta$ ;  $\beta$  es una función del  $C_T$  y  $\alpha$  es un factor de expansión cuyo valor recomendado en la literatura es  $\alpha = 0.7$ .

$$\beta = \frac{1}{2} \left( \frac{1 + \sqrt{1 - C_T}}{\sqrt{1 - C_T}} \right) \quad (3)$$

$$d_W = (\beta + \alpha(x/d))^{\frac{1}{2}} d \quad (4)$$

Finalmente, se define  $A_W$  como el área perpendicular barrida por la estela y  $A_0$  viene dado por

$$A_0 = \pi \left( \frac{d\beta^{\frac{1}{2}}}{2} \right)^2 \quad (5)$$

utilizando dichos parámetros, la expresión para el déficit queda de la forma

$$\frac{\Delta u}{u_\infty} = \frac{1}{2} \left( 1 - \sqrt{1 - 2 \frac{A_0}{A_W} C_T} \right) \quad (6)$$

Finalmente, dentro de los modelos más recientes encontramos el de *Bastankhah y Porté-Agel* (2014)[5], en el cual a las hipótesis anteriores se les agrega que el déficit sea, en lugar de constante, de forma gaussiano (lo cual es evidente tanto en mediciones de túnel de viento como en simulaciones computacionales más complejas). A continuación se presenta la ecuación que modela la estela gaussiana, para la cual se utilizaron las constantes  $k$  y  $\epsilon$ , coeficientes de expansión de estela y offset respectivamente.

Los valores utilizados de  $k$  y  $\epsilon$  fueron obtenidos del ajuste gaussiano de los resultados obtenidos con el software CFD

$$\frac{\Delta u}{u_\infty} = \left( 1 - \sqrt{1 - \frac{C_T}{8(kx/d + \epsilon)^2}} \right) \exp \left\{ -\frac{1}{2(kx/d + \epsilon)^2} \left( \left( \frac{z - z_h}{d} \right)^2 + \left( \frac{y}{d} \right)^2 \right) \right\} \quad (7)$$

Para obtener la magnitud de  $k$  y  $\epsilon$  se hicieron corridas RANS (utilizando el software libre OpenFOAM<sup>1</sup>) simulando el sistema compuesto por una única turbina. Utilizando dichas corridas se hicieron cortes transversales y se hizo un ajuste de estos resultados con una función gaussiana, a partir del cual se calculó el valor numérico de los parámetros buscados.

Se implementaron los tres modelos de déficit descritos utilizando el lenguaje de programación *python*. En la Figura 1 se muestra un corte longitudinal de los resultados obtenidos al implementar los tres modelos para simular el flujo atmosférico aguas abajo de una turbina y se los compara con datos medidos de túnel de viento publicadas por Bastankhah y Porté-Agel [5]. De los gráficos se observa que el modelo gaussiano es el que mejor aproxima las mediciones. A partir de aquí siempre utilizaremos un eje de coordenadas en el cual el eje  $x$  está determinado por la dirección del flujo base,  $y$  es el eje perpendicular a la dirección del viento y  $z$  es la altura.

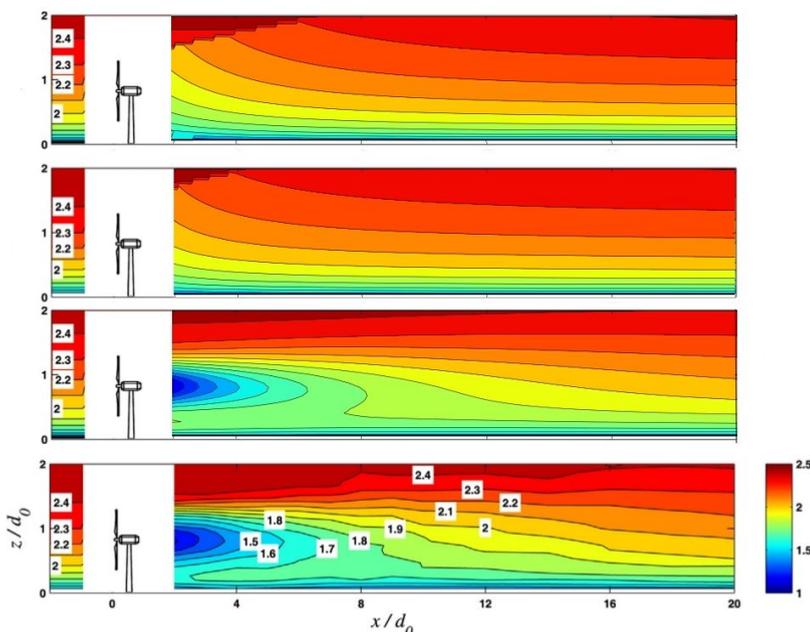


Figura 1 Corte longitudinal de la velocidad de viento [m/s] aguas abajo de una turbina. Las distancias se encuentran normalizadas por el diámetro de la turbina ( $d_0$ ). La primera imagen es la simulación del modelo de Jensen, la segunda imagen es la simulación del modelo de Frandsen y la tercera es la simulación del modelo gaussiano. La última imagen muestra las mediciones de túnel de viento publicadas por Bastankhah y Porté-Agel [5].

<sup>1</sup> <https://openfoam.org/>

### 1.1. Métodos de Superposición

Hasta ahora solamente se estudió el modelado de una única turbina. Para el caso en el que la configuración consista de un conjunto de turbinas, como en los parques eólicos construidos, el cálculo se vuelve más complejo ya que existe una interacción entre las estelas de distintas turbinas. Representaremos la superposición de las estelas utilizando tres métodos distintos en los que la condición del flujo aguas abajo correspondiente a la turbina  $n+1$  se obtiene de la superposición de los  $n$  déficits individuales aguas arriba evaluados en la ubicación aguas abajo de la turbina  $n+1$ .

Los métodos más utilizados son: el lineal, el cuadrático y el dominante [6]. En el lineal, como su nombre lo indica, la superposición de los déficits es lineal, quedando la expresión

$$\Delta u_{n+1} = \sum_{j=1}^n (\Delta u_j|_{(n+1)}) \quad (8)$$

En el caso de la superposición cuadrática de déficits, el déficit total aguas abajo se obtiene según

$$\Delta u_{n+1} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (\Delta u_j|_{(n+1)})^2} \quad (9)$$

Por último, en el método dominante, en lugar de hacer una suma de déficits, lo que se hace es utilizar únicamente el valor correspondiente al déficit máximo, como se observa en la siguiente expresión

$$\Delta u_{n+1} = \text{Max} (\Delta u_j|_{(n+1)}, 0 \leq j \leq n) \quad (10)$$

### 1.2. Simulación de Parque Eólico

Para simular un parque eólico se implementó un código que itera sobre las turbinas de forma ordenada, siendo la primera turbina la que está aguas arriba de todo el parque (de modo que la numeración de las turbinas varía dependiendo de la dirección del viento). El loop itera sobre todas las turbinas y lo que hace es establecer el modo de funcionamiento (caracterizado por el  $C_T$ ) y la potencia generada por cada una. En caso de que el flujo entrante a una turbina estuviera afectado por la estela de alguna del resto de las turbinas, entonces el código calcula, utilizando el modelo de déficit y el método de superposición elegidos, la perturbación generada al flujo base.

## 2. BLIND TEST

El comportamiento de los modelos analíticos fue validado con modelos de túnel de viento. Utilizaremos como fuente de datos una de las más utilizadas en la literatura, el "Blind Test Workshop". Este fue organizado por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, durante octubre de 2011 y fue publicado por Krogstad y Eriksen [7] Krogstad y Pierella [8]. El mismo consistió en comparar datos de túnel de viento con resultados de investigadores que desarrollan técnicas variadas sobre el modelado de estelas de aerogeneradores. Para llevarlo a cabo, se les pidió a los investigadores que informaran sus predicciones sobre el rendimiento y el desarrollo de la estela para un modelo de turbina que ha sido ampliamente probada en el Departamento de Energía e Ingeniería de Procesos, NTNU, antes de observar las mediciones obtenidas en el túnel de viento. Los datos para los tres "Blind Test" provienen del promediado de los datos de una misma turbina a escala en un túnel de viento.

## 2.1. Blind Test 1 (Estela de una turbina)

La configuración experimental del "Blind Test 1" se caracteriza por una única turbina de 0.90 m de diámetro y 0.80 m de altura de góndola. La turbina está ubicada en un túnel de viento con dimensiones de 2.70 m de ancho, 1.80 m de alto y 11.15 m de largo. La condición de entrada se establece como  $U_{ref} = 10 \text{ m/s}$  con turbulencia de 0.3%. Entre las diferentes configuraciones experimentales de relación de velocidad de la punta, se elige  $TSR = 6$  para esta comparación, que corresponde a un empuje medido con coeficiente de  $C_T = 0.874$ . En el experimento, la velocidad del viento sobre un corte a la altura de la góndola se midió a dos distancias del plano de la turbina, a 3 y 5 diámetros del rotor aguas abajo.

Se simuló la misma configuración utilizando en primer lugar el código implementado de modelos analíticos y, a modo de validación, se simuló en el solver de CFD OpenFOAM. Ambas soluciones se compararon con los resultados experimentales. La condición del flujo de entrada (en las dos simulaciones) se estableció como un viento de perfil uniforme con velocidad  $U_{ref}$ . Las Figuras 2a y 2b contrastan el perfil del déficit de viento a 3 y 5 diámetros aguas abajo respectivamente.

Al comparar los modelos analíticos de estelas se observa nuevamente, a simple vista, que el modelo gaussiano reproduce ampliamente mejor la forma de la estela en comparación con los dos modelos de estela constante utilizados. Estudiando con mayor profundidad podemos observar que, como el modelo reducido gaussiano no tiene en cuenta la variación de empuje por la geometría del rotor, los detalles de la estela como la velocidad de recuperación en el centro de la turbina, no son representados correctamente. En conclusión, si bien los modelos reducidos no son capaces de reproducir exactamente las mediciones de túnel de viento, cuando se trata de reducir el costo computacional, el modelo gaussiano es la mejor opción para representar el perfil de viento aguas abajo de una turbina eólica.

Al observar el centro de la estela medida para una distancia de 3 diámetros aguas abajo, vemos unos picos asimétricos. Los autores del experimento atribuyen la asimetría del perfil medido a la influencia de la estela de la torre. Por el contrario, el perfil de velocidad resultante de las simulaciones, tanto de CFD como de modelos analíticos, es simétrico y plano. Al observar el gráfico para una distancia de 5 diámetros vemos que la estela medida se aproxima más a una forma de campana, producto de que cuanto mayor es la distancia aguas abajo menor es la influencia de la torre en el flujo. Esto lleva a concluir que para esta distancia las simulaciones replican mejor a las mediciones. Además, es importante destacar que, al comparar los bordes de la estela, todos los modelos reducidos se basan en la hipótesis de que el déficit tiende a cero mientras que tanto las simulaciones de CFD como las mediciones muestran un déficit negativo, es decir, una aceleración del viento causada por la turbulencia que los modelos reducidos no son capaces de simular. De esta forma, los errores de los modelos se ubican en el centro y los bordes de la estela, principalmente para ubicaciones de la estela más cercanas al rotor. A partir de estos resultados, se puede verificar que el modelo reducido de estela gaussiana es el que mejor aproxima el efecto de la turbina eólica en la estela de alcance medio (cuando se trata de modelos reducidos), prediciendo adecuadamente la magnitud del déficit y el ancho de la estela.

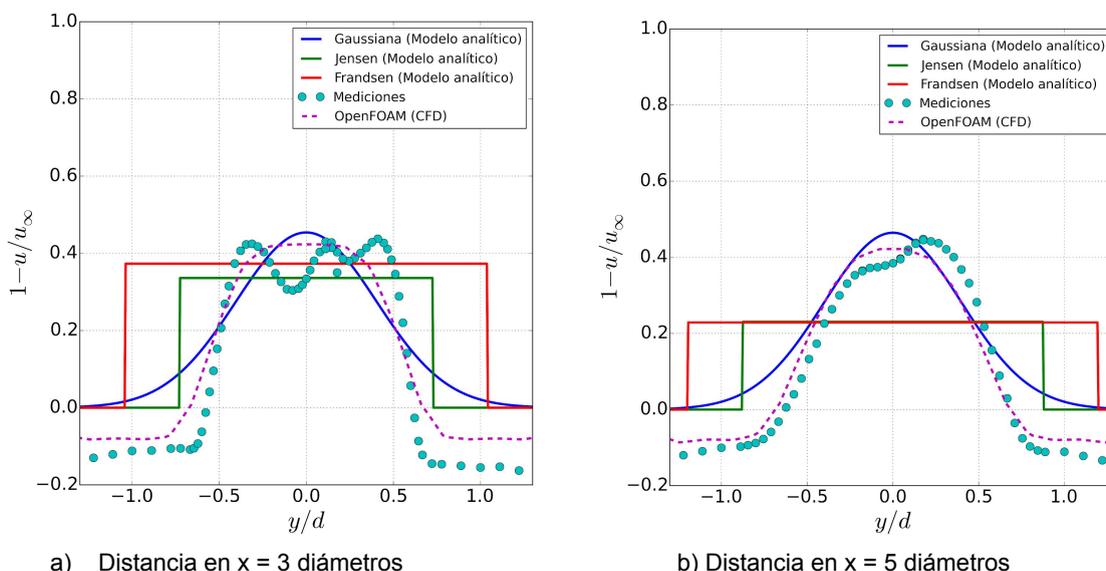
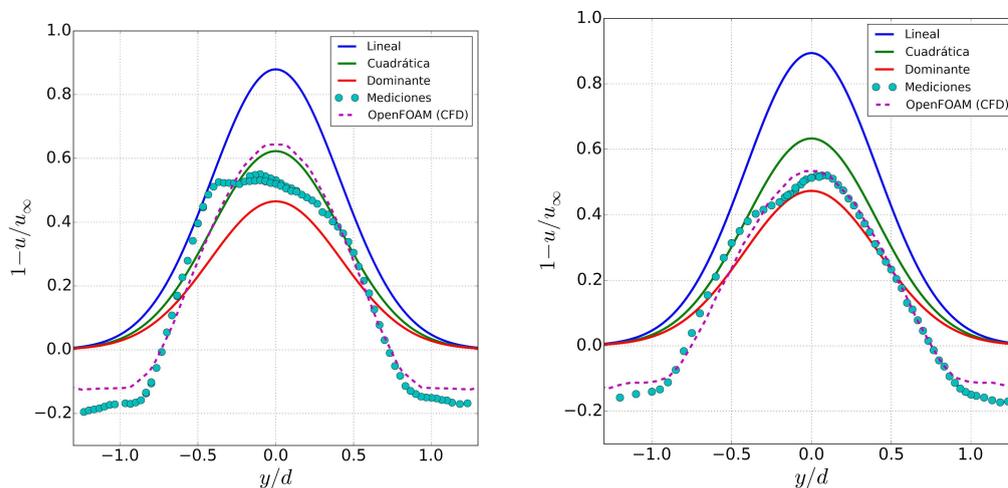


Figura 2 Validación de resultados de modelos analíticos utilizando la configuración del "Blind Test 1" con mediciones y simulaciones de CFD.

## 2.2. Blind Test 2 (Dos turbinas)

Con el fin de probar la capacidad del modelo para capturar la condición del flujo aguas abajo de dos turbinas alineadas, se utilizó el experimento presentado en la publicación “Blind Test 2”. Las dos turbinas utilizadas son idénticas a las de “Blind Test 1” y se ubican en un túnel alineadas con la dirección del flujo, separadas 3 diámetros entre sí. En este entorno experimental, el campo de velocidades aguas arriba de la segunda turbina tiene una variación notable debido a la interferencia de la primera, lo que se asemeja a algunas condiciones de trabajo típicas de parques eólicos. La intensidad de velocidad se reduce al acercarse a la segunda turbina, lo que hace que el modo de trabajo de cada turbina sea distinta, con un  $C_T$  y un TSR característicos. Los TSR establecidos fueron: 6 para la primera turbina y 4 para la segunda, lo cual representa la situación de trabajo óptima de cada una.

En la Figura 3a y 3b se presentan los perfiles de velocidad horizontal medidos y los resultados de la simulación con OpenFOAM y con modelos reducidos utilizando distintos métodos de superposición. Las figuras corresponden a las secciones 2.5 y 4 diámetros aguas abajo de la segunda turbina. En comparación con las mediciones, nuevamente encontramos el error de los modelos reducidos en el borde de la estela, como en el caso de una turbina. Moviéndose aguas abajo de la turbina, se observa que el método de superposición que mejor aproxima las mediciones es el dominante, además, se observa la comparación con la simulación de OpenFOAM es muy buena.



a) Distancia en x desde la segunda turbina = 2.5d    b) Distancia en x desde la segunda turbina = 4d  
Figura 3 Validación de resultados de modelos analíticos con distintos métodos de superposición utilizando la configuración del “Blind Test 2” con mediciones y simulaciones de CFD.

## 3. PARQUE EÓLICO RAWSON

El parque eólico Rawson está emplazado sobre tierra a pocos kilómetros de la capital de Chubut. Esta zona es caracterizada por terreno llano, con un viento medio de 8 m/s. Los vientos predominantes tienen componente oeste, con una mayor frecuencia en la dirección 270°. El parque está compuesto por 43 turbinas Vestas V90, distribuidas en 4 filas en dirección SO y un mástil meteorológico localizado en la esquina NO. Todas las turbinas son de 1.8 MW, con una altura de góndola de 80 m y un diámetro del rotor de 90 m. El fabricante de las turbinas proporciona, como información básica sobre el rendimiento, curvas para  $C_T$ ,  $C_P$  y potencia en función  $U_\infty$ . Con respecto a la distribución promedio dentro del parque, las turbinas se encuentran separadas a 4d dentro de la fila y a 12d entre filas. Esto da al parque una dimensión total de 4 km x 4 km.

En la Figura 4a se muestran los resultados de potencia generada al simular el parque eólico Rawson utilizando el modelo analítico gaussiano y la superposición dominante. En contraste, en la Figura 4b se presentan los datos medidos de potencia generada medidos. Las mediciones se tomaron durante un período de 2 años con una frecuencia de adquisición de 1/10'. Tanto los resultados de la simulación como las mediciones describen una condición de viento de dirección 270° y 8 m/s ya que este es la situación más frecuente del parque y en el que el potencial del parque es explotado al máximo. Las figuras son una representación en un plano  $(x, y)$  de la ubicación de las turbinas; los colores representan el cociente entre la potencia extraída por cada una de las turbinas y la potencia nominal para 8 m/s. Si la turbina genera la potencia nominal para

esa intensidad de viento se representa en color blanco, si genera menos que la potencia nominal entonces está bajo el efecto de estela y se representa en color azul, por último, si la turbina genera más de lo nominal por estar en una zona donde el flujo se acelera (como podría ser una colina) se representa en rojo.

De las imágenes presentadas en la Figura 4 se concluye que la simulación analítica reproduce correctamente el efecto de estela pero no tiene la capacidad de percibir cuando la turbina produce en exceso. Aunque la diferencia de altura de las góndolas sea tenida en cuenta en la simulación, esto no es suficiente para reproducir las aceleraciones del flujo generadas por la topografía.

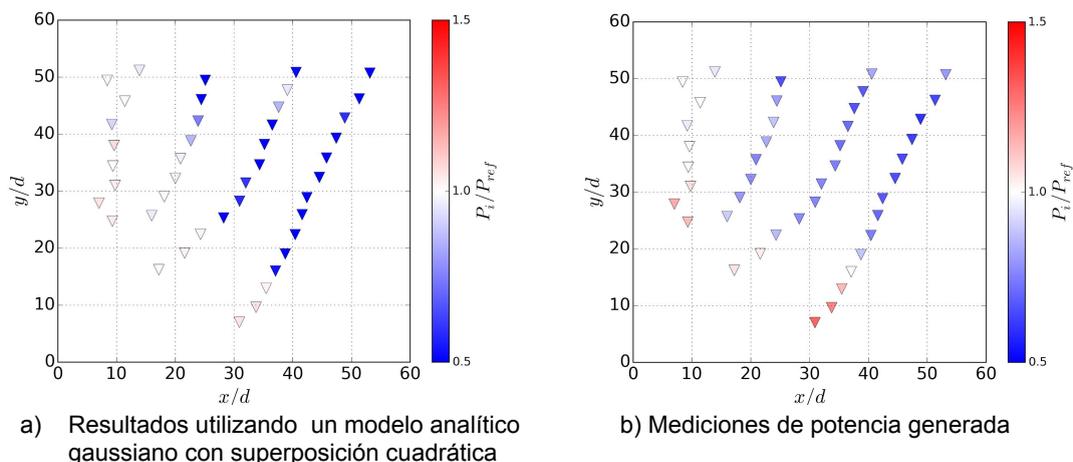


Figura 4 Contraste de resultados de generación de potencia utilizando un modelo analítico con mediciones para la configuración del parque eólico Rawson.

### 3. CONCLUSIONES

Con el objeto de desarrollar mejoras en los pronósticos de producción de energía eléctrica, se logró implementar satisfactoriamente un código integrado que permite calcular la potencia generada por cada turbina utilizando diferentes modelos analíticos de estela y de superposición. Al reproducir las condiciones del "Blind Test 1" se observó que si bien los modelos reducidos no son capaces de reproducir exactamente las mediciones de túnel de viento, cuando se trata de reducir el costo computacional, el modelo gaussiano es la mejor opción para representar el perfil de viento aguas abajo de una turbina eólica ya que predice adecuadamente la magnitud del déficit y el ancho de la estela. Una posible mejora a futuro sería intentar replicar el efecto producido en los bordes de la estela de aceleración del viento causada por la turbulencia. En cuanto al "Blind Test 2", se puede concluir que el método de superposición que mejor aproxima las mediciones es el dominante, además, se observa la comparación con la simulación de OpenFOAM es muy buena. Finalmente, al comparar los resultados de modelos analíticos con mediciones de campo se concluye que la simulación analítica reproduce correctamente el efecto de estela en el que la reducción de la velocidad del viento afecta el rendimiento de las turbinas aguas abajo. Sin embargo, también se observó que los modelos analíticos no tienen la capacidad de percibir la producción en exceso de una turbina provocada por aceleraciones del flujo producto de la topografía.

### 4. REFERENCIAS

- [1] Sumner, Jonathon; Christophe, Sibuet Watters; Christian Masson. (2010) "CFD in wind energy: the virtual, multiscale wind tunnel." *Energies* 3.5: 989-1013.
- [2] Hewitt, Sam; Lee, Margetts; Alistair, Revell. (2017) "Building a Digital Wind Farm." *Archives of Computational Methods in Engineering*.
- [3] Jensen, Niels Otto. (1983) "A note on wind generator interaction."
- [4] Frandsen, Sten, et al. (2006) "Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms." *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology* 9.1-2, 39-53.
- [5] Bastankhah, Majid; Fernando, Porté-Agel. (2014) "A new analytical model for wind-turbine wakes." *Renewable Energy* 70, 116-123.
- [6] Gunn, Kester, et al. (2016) "Limitations to the validity of single wake superposition in wind farm yield assessment." *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 749. No. 1. IOP Publishing.

- [7] Krogstad, Per-Åge; Pål Egil Eriksen. (2013) "*Blind test*" calculations of the performance and wake development for a model wind turbine." *Renewable energy* 50: 325-333.
- [8] Pierella, F., et al. (2014) "*Blind Test 2*" calculations for two in-line model wind turbines where the downstream turbine operates at various rotational speeds. *Renewable Energy*;70:62–77.

### **Agradecimientos**

Los autores de este trabajo desean agradecer a CSC-CONICET por el tiempo computacional puesto a disposición y a GENNEIA S.A. por los datos proporcionados.